

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-PPE-DCP)
Versão 03-em vigor a partir de: 22 dezembro 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto de pequena escala
- B. Aplicação da Linha de Base e Metodologia de Monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / Período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentário das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto de pequena escala

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de Monitoramento

Anexo 5: Bibliografia

MDL– Conselho Executivo

Histórico de revisão deste documento

Número da versão	Date	Descrição e razão da revisão
01	21 de Janeiro 2003	Adoção Inicial
02	8 de Julho 2005	- O conselho concordou em revisar o MDL PPE DCP para que ele refletisse a orientação e os esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento. - Como consequência, as diretrizes para o preenchimento do MDL PPE DCP foram revisadas de acordo com a versão 02. a versão mais recente pode ser encontrada no site <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.
03	22 de Dezembro 2006	O conselho concordou em revisar o Documento de Concepção do Projeto MDL para atividades de pequena escala (MDL PPE DCP), considerando o MDL-DCP e MDL-NM.

MDL– Conselho Executivo

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala**A.1. Título da atividade de projeto de pequena escala:**

Projeto MDL da PCH Santana I (JUN 1118)

Versão: 3

Data: 11/03/2009

A.2. Descrição da atividade de projeto de pequena escala:

A presente atividade de projeto consiste na geração de energia elétrica por fonte renovável, sendo esta a hídrica, por meio da construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) denominada Santana I.

Este projeto vem sendo desenvolvido pela Firenze Energética S/A, uma empresa privada a qual é um braço do Grupo Interalli. O Grupo Interalli está localizada na Curitiba, Estado do Paraná no Brasil. O Grupo possui tem uma atuação diversificada – em diversos setores, empresas de desenvolvimento tecnológico de sementes, plantio, terminal portuário, logística, exportação e importação de commodities e usina hidrelétrica. A empresa está investindo em energia renovável, neste caso tendo como principal foco em Pequena Central Hidrelétrica.

A capacidade instalada desta PCH é de 14,758 MW de potência e sua localização se dá no rio Santana no município de Nortelândia, Estado do Mato Grosso na região Centro-Oeste do Brasil.

Este empreendimento possui como principal objetivo a geração de energia elétrica cujo despacho será efetuado no Sistema Interligado Nacional (SIN) compensando a geração térmica por combustíveis fósseis presente neste sistema com a geração de eletricidade renovável. Os objetivos da construção dessa PCH ainda ajuda a atender à crescente demanda de energia no Brasil.

Esta Pequena Central Hidrelétrica possui um reservatório de 1,17 km² caracterizando-se como um pequeno reservatório, o qual não apresentará um impacto significativo se comparado com as grandes instalações hidrelétricas.

Além disso, ajudará no que diz respeito à melhoria no fornecimento de eletricidade contribuindo para a sustentabilidade ambiental através do aumento da participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil. Sendo assim, **a presente atividade de projeto preconiza a construção de novos projetos de energia renovável como alternativa ambientalmente sustentável de geração de energia elétrica.**

Considerando que o projeto consiste em uma pequena central hidrelétrica com um pequeno reservatório, o mesmo apresenta impacto ambiental praticamente nulo se comparado às grandes instalações hidrelétricas. Esse fato é importantíssimo, pois a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas contribui para o uso eficiente dos recursos naturais e ambientais, evitando, assim, o crescimento do passivo ambiental e social causados por novas grandes centrais hidrelétricas.

Ainda como um fator de relevância a ser apontado para este caso é o fato de que o investimento em tecnologias modernas é uma das justificativas para que o projeto torne o uso dos recursos hídricos eficiente.

MDL– Conselho Executivo

Já no que diz respeito à contribuição do projeto na mitigação de emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduz as emissões desses gases evitando a entrada em operação de centrais termelétricas que utilizam combustíveis fósseis como insumos energéticos. Na ausência da atividade de projeto os combustíveis fósseis seriam queimados nas unidades geradoras termelétricas interligadas à rede. Esta iniciativa ajuda o Brasil a cumprir suas metas de promover o desenvolvimento sustentável.

A atividade de projeto também está alinhada com as exigências específicas do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião, pois:

- Contribui com a sustentabilidade ambiental uma vez que reduzirá o uso de energia fóssil (fontes não renováveis). Sendo assim o projeto contribui para a melhor utilização dos recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes;
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta a oportunidade de emprego nas áreas onde os projetos estão localizados;
- Contribui para melhores condições da economia local, pois o uso energia renovável diminui a dependência de combustíveis fósseis, diminui a quantidade de poluição associada e os custos sociais relacionados a ela.

Além disso, o projeto diversifica as fontes de geração de eletricidade e descentraliza a geração de energia trazendo vantagens específicas tais como:

- Maior confiabilidade, com interrupções menos extensas;
- Menores exigências com relação à margem de reserva;
- Energia de melhor qualidade para a região;
- Perdas menores nas linhas;
- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das Partes envolvidas (*) no projeto	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (quando aplicável)	Por favor, indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Firenze Energética S/A (Entidade Privada)	Não
	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. (Entidade Privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1. Localização da atividade do projeto de pequena escala:

MDL– Conselho Executivo**A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):**

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

Região Centro-Oeste – Estado de Mato Grosso

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc:

Nortelândia

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física inclusive informações que permitam a identificação única dessa(s) atividades(s) de projetos de pequena escala:

A atividade de projeto está localizada no rio Santana na região Centro-Oeste do Brasil, Estado do Mato Grosso no município de Nortelândia. As coordenadas geográficas do local da barragem são: 56° 49' 44" Oeste e 14° 23' 28" Sul. Segue abaixo a Figura 1 que ilustra a localização do empreendimento:

Figura 1: Localização geográfica da cidade de Nortelândia.

Fonte: Google Earth (www.google.com) e City Brazil (www.citybrazil.com)

A.4.2. Tipo, categoria(s) e tecnologia a ser empregada pela atividade de projeto de pequena escala:

Atividade de projeto de pequena escala.

Tipo 1: Projetos de energia renovável.

Categoria: Geração de energia para um sistema.

A atividade de projeto consiste no uso de água, oriunda diretamente do rio, para gerar eletricidade, pois a energia gravitacional da água é usada para mover as turbinas e, fazendo isso, acionam geradores que possibilitam a geração de energia elétrica. Esta é uma fonte de energia limpa e renovável que apresenta impacto mínimo no meio ambiente.

A PCH Santana I utiliza o potencial hídrico renovável do rio Santana, sendo que a mesma possui um reservatório de 1,17 km² o que possibilita o armazenamento de água para gerar energia eficientemente, pois este é considerado um pequeno reservatório.

MDL– Conselho Executivo

A PCH Santana I é um empreendimento classificado como Pequena Central Hidrelétrica, pois de acordo com a Resolução 652, de 9/12/2003, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para ser considerada uma pequena central hidrelétrica, a área do reservatório deve ser inferior a 3 Km² (300 ha) e a capacidade de geração deve estar entre 1 MW e 30 MW. Esse tipo de empreendimento também é denominado usina a “fio d’água”, a qual não inclui “estoques” de água significativos.

Desta maneira, este tipo de empreendimento possui impactos ambientais quase nulos devido a capacidade instalada ser relativamente baixa, entre 1 e 30 MW de potência, e às suas áreas de alagamento serem relativamente pequenas.

A PCH Santana I estará interligada à rede energética nacional (Sistema Interligado Nacional – SIN) e fornecerá energia elétrica para o sistema elétrico brasileiro o qual é único e interligado. Sua capacidade instalada é de 14,758 MW com dois grupos geradores, sendo que estes grupos geradores são compostos por duas turbinas do tipo Francis Espiral Simples e por dois geradores, cada qual acoplado à turbina respectiva.

Como podemos observar, a capacidade instalada da usina é inferior ao limite de 15 MW estabelecidos para projetos MDL de pequena escala.

O início da operação comercial da PCH Santana I está prevista para Novembro de 2010.

A tecnologia e os equipamentos utilizados na atividade de projeto são desenvolvidos e fabricados no Brasil não estando prevista transferência de *know how* ou tecnologia para o país anfitrião.

As características técnicas dos equipamentos que serão implementados na PCH podem ser observados na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1: Características principais da PCH Santana I

Caracaterísticas Principais do Projeto PCH Santana I			
Geral			
Item	Valor	Fonte	
Potência Instalada (MW)	14,758	ANEEL	
Energia assegurada (MW)	8,72	Firenze Energética	
Área do Reservatório (km ²)	1,17	ANEEL	
Fator de Carga Esperado	0,59	Calculated = 8,72 / 14,758	
Vazão Média do Rio(m ³ /s)	19,22	Firenze Energética	
MWh médio (MWh)	76.391	Calculado = energia assegurada * 8760	
Grupo Gerador			
Item	Grupo 1	Grupo2	Fonte
Turbina Tipo	Francis Espiral Simples	Francis Espiral Simples	Projeto
Quantidade	1	1	Projeto
Fabricante	a ser definido	a ser definido	Projeto
Potência (kW)	7.653	7.653	Projeto
Vazão (m ³ /s)	11,09	11,09	Projeto
Rotação (rpm)	514	514	Projeto
Gerador	Síncrono trifásico	Síncrono trifásico	Projeto
Quantidade	1	1	Projeto
Fabricante	a ser definido	a ser definido	Projeto
Potência Nominal (kVA)	a ser definido	a ser definido	Projeto
Potência Efetiva (kW) *	a ser definido	a ser definido	Projeto
Tensão Nominal (kV)	a ser definido	a ser definido	Projeto
Rotação (rpm)	a ser definido	a ser definido	Projeto
Fator de Potência	a ser definido	a ser definido	Projeto
Frequência (Hz)	a ser definido	a ser definido	Projeto

* A potência instalada da planta não excederá 15 MW.

A.4.3. Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2010 (Novembro)	2.344
2011	14.069
2012	14.069
2013	14.069
2014	14.069
2015	14.069
2016	14.069
2017 (Outubro)	11.725
Total estimado de reduções (toneladas de CO₂e)	98.483
Número total de anos de créditos	7
Média anual estimada de redução de emissões durante o período de créditos (tCO₂e)	14.069

MDL– Conselho Executivo

A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto de pequena escala:

Não há financiamento concedido por organizações internacionais para realização das obras do projeto, sendo os créditos de carbono opção escolhida para tal.

A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente separado de uma atividade de projeto maior:

Com base nas informações fornecidas no Apêndice C, das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de pequena escala no âmbito do MDL, este projeto de energia renovável de pequena escala não faz parte de um projeto maior de redução de emissões, ou seja, não é um componente desmembrado de um projeto ou programa maior, considerando que este projeto de MDL é único proposto pelo desenvolvedor de projeto até o presente momento. O participante do projeto não se registrou nem operou (não estão, portanto, engajado de nenhuma forma) em qualquer outra atividade de projeto de MDL de pequena escala em energia hidrelétrica, ou empregando qualquer outra tecnologia dentro do limite do projeto, e em torno do limite do projeto.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base:**B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada, aplicada à atividade de projeto de pequena escala:**

Metodologia de linha de base e monitoramento aprovada:

AMS-I.D. Geração de Energia Elétrica Renovável conectada à rede – Versão 13 de 14 de Dezembro de 2007.

e a Ferramenta:

“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” – versão 1.1, EB 35, 15 a 19 de Outubro de 2007.

B.2 Justificativa para a escolha da categoria do projeto:

De acordo com a lista de escopos setoriais disponibilizada no site da UNFCCC a categoria na qual se enquadra o projeto pertence ao:

Escopo Setorial I - Indústrias de Energia (fontes renováveis/não renováveis).

A atividade de projeto é aplicável ao tipo I de projetos de pequena escala (energia renovável), metodologia I.D. - Geração de energia elétrica renovável conectada à rede - pois ela se encaixa nas exigências de aplicabilidade necessárias para esta categoria. Esta categoria compreende fontes renováveis, como hídricas que fornecem eletricidade para um sistema de distribuição de eletricidade que é alimentado por pelo menos uma unidade geradora a combustível fóssil.

MDL– Conselho Executivo

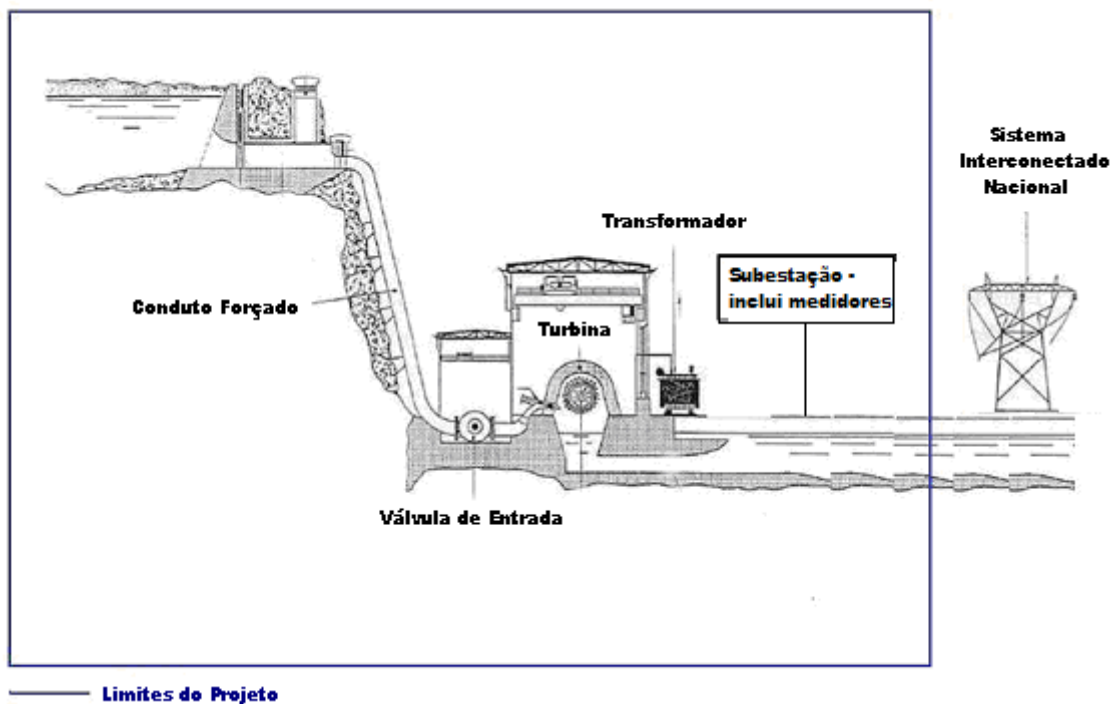
A capacidade instalada da PCH Santana I a ser implementada pela atividade de projeto é de 14,758 MW de potência. O limite máximo estabelecido para projeto MDL de pequena escala é de 15 MW, sendo assim, a atividade de projeto enquadra-se na metodologia supra mencionada.

B.3. Descrição dos limites do projeto:

De acordo com a metodologia AMS-I.D o limite do projeto engloba a localidade física e geográfica da fonte de geração renovável.

Desta maneira, o limite do projeto é a área onde o projeto está localizado, o qual contém a área do reservatório, barragem, casa de força que por sua vez contém equipamentos tais como turbinas e geradores, subestação e o sistema de medição na subestação da CEMAT. (concessionária local do sistema interligado).

O diagrama abaixo mostra os limites do projeto:



No que diz respeito a localização ponto de conexão com a rede, a eletricidade será despachada na subestação da CEMAT- este será o ponto de conexão. Na subestação da CEMAT estão localizados os medidores de energia. A energia gerada pela atividade de projeto será despachada na subestação da CEMAT seguindo a seguinte rota: 4,212 km por circuito duplo até a SE CEMAT Nortelândia, e circuito simples por 45,677 km SE CEMAT Diamantino.

De acordo com as diretrizes e regras para atividades de projeto de pequena escala, as emissões relacionadas à produção, transporte e distribuição do combustível usado nas centrais elétricas da linha de base não estão incluídas no limite do projeto, pois não ocorrem no local físico e geográfico do projeto.

MDL– Conselho Executivo

Pela mesma razão as emissões relacionadas ao transporte e distribuição da eletricidade também estão excluídas do limite do projeto.

B.4. Detalhes sobre a linha de base e seu desenvolvimento:

O cenário brasileiro atual mostra uma matriz energética abastecida em sua maior parte por grandes usinas hidrelétricas, porém com importante participação de termelétricas a base de carvão mineral, óleo combustível e gás natural que juntas representam 15,9 %¹ da produção nacional. Na região sul-sudeste do país, onde se concentram os principais centros consumidores, o potencial de produção hidrelétrico através de usinas de larga escala encontra-se praticamente esgotado. A ausência de um sistema que garanta reservas energéticas capazes de suprir necessidades básicas e emergenciais e a crescente demanda de energia verificada no país, principalmente nas regiões acima mencionadas, faz necessária a adição de centrais produtoras de energia que, por razões diversas, muitas vezes são de base fóssil.

Kartha et al. (2002) afirmaram que “a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em se calcular a ‘geração evitada’, ou seja, o que ocorreria sem o MDL ou outro projeto de mitigação de GEE. A questão fundamental é se a geração evitada está na” **margem de construção** “(ou seja, substituir uma instalação que *teria*, de outra forma, sido construída) e/ou na” **margem de operação** “(ou seja, que afeta a *operação* de usinas atuais ou futuras)”.

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma **margem combinada**, consistindo da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão “margem de construção” e “margem de operação”, um projeto de sistema elétrico é definido como sendo a extensão espacial das usinas que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um **sistema elétrico interligado** é definido como sendo um sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão ao projeto, no qual as usinas podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

A metodologia aprovada de pequena escala AMS - ID - “Grid connected renewable electricity generation”, aplica os incrementos de capacidade de eletricidade de pequenas usinas hidrelétricas, que é a atividade de projeto proposta.

O cenário de linha base considera a eletricidade que teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

Assim, a linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora renovável multiplicado pelo fator de emissão calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

A redução na emissão de CO₂ pela atividade de projeto das PCHs é resultado do deslocamento da geração de usinas térmicas de origem fóssil que teria de outra forma sido colocada no sistema elétrico interligado. Do ponto de vista ambiental, a adição de Pequenas Centrais Hidrelétricas tem aparecido como uma opção interessantíssima, pois além de não gerar emissões de Gases de Efeito Estufa e ser de caráter renovável ainda apresentam impacto ambiental local reduzido.

¹ Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica 25/03/2008
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>

MDL– Conselho Executivo

A região onde será implantada a atividade de projeto e municípios vizinhos é suprida pela Rede Elétrica Interligada Nacional. Parte da eletricidade produzida pela PCH Santana I teria de ser gerada, no caso de sua ausência, por usinas térmicas conectadas à rede elétrica e alimentadas por combustíveis fósseis, aumentando as emissões antropogênicas. O acréscimo de 14,758 MW pela PCH da presente atividade de projeto cumprirá os requisitos de um projeto de MDL de pequena escala.

A partir disso, a atividade de projeto utiliza como fonte para o cálculo do Fator de Emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) os dados da margem de operação e da margem de construção disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada (AND) deste país hospedeiro.

O Fator de Emissão de CO₂ resultante da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil é calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** o que inclui as usinas termoeletricas que utilizam combustíveis fósseis como energético.

O método utilizado para efetuar este cálculo é o **método da análise do despacho**, sendo este o mais adequado na determinação do fator de emissão da rede.

Essas informações são necessárias aos projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)** do Protocolo de Quioto.

Os dados resultam do trabalho conjunto do Operador do Sistema Elétrico (ONS), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), os quais são disponibilizados aos proponentes de projeto de MDL. Desta maneira os mesmos podem ser aplicados no cálculo ex-ante das emissões evitadas pela atividade de projeto, onde a redução de emissão serão calculadas ex-post.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html>.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes serão reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de pequena escala registrada no âmbito do MDL:

De acordo com o Anexo A do Apêndice B das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projetos de MDL de Pequena Escala, deve-se efetuar uma análise de barreiras a fim de demonstrar a adicionalidade do projeto, conforme descrito a seguir (edição de 30 de setembro de 2005):

"Os participantes do projeto deverão proporcionar uma explicação para mostrar que a atividade de projeto não teria ocorrido de qualquer maneira devido a pelo menos uma das seguintes barreiras":

(a) **Barreira para investimento:** Esta barreira avalia se há alternativa mais viável financeiramente para a atividade do projeto que poderia levar a maiores emissões;

(b) **Barreira tecnológica:** Esta barreira avalia se existe uma alternativa menos avançada tecnologicamente para a atividade de projeto envolve menores riscos que uma tecnologia nova com uma

MDL– Conselho Executivo

performance incerta ou um pequeno espaço de mercado adotada na atividade de projeto o que poderia levar a maiores emissões;

(c) **Barreira devido a prática prevalecente:** Avalia se a prática vigente, exigências regulatórias ou requisitos legais podem levar a uma tecnologia com maiores níveis de emissões;

(d) **Outras barreiras:** Esta barreira avalia se as emissões teriam sido maiores sem a atividade de projeto, por qualquer outro motivo identificado, como barreiras institucionais ou informações limitadas, recursos gerenciais, capacidade organizacional, recursos financeiros ou capacidade de absorver novas tecnologias.

(a) Barreiras para investimento**Aspectos Gerais**

No Brasil, as taxas de juros dos financiamentos em moeda local são significativamente mais altas do que as taxas em dólar norte-americano. O mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 1 ano) e as linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo.

Os mercados financeiros internos com vencimento de um ano ou mais praticamente não existem. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança contratados cai a níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários do tipo overnight. Os poupadores não mantêm contratos financeiros de longo prazo por não ser possível determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra.

A falta de financiamentos de longo prazo locais decorre da relutância das instituições financeiras em aumentar o prazo dos seus investimentos. Faz os investidores optarem pelos investimentos mais líquidos e colocarem seu dinheiro em títulos de curto prazo do governo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES, é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo². O financiamento de dívidas do BNDES é realizado principalmente através dos bancos comerciais. Porém o alto nível das garantias exigidas, as altas taxas cobradas devido ao risco associado a projetos renováveis e a exigência do contrato de compra e venda de energia (CCVE), dificultam o acesso dos investidores a esses recursos.

Aspectos do Projeto

Para a análise das **barreiras para investimento** foi estabelecido o indicador como *benchmark*: (i) a Taxa Básica de Juros do Governo brasileiro (Taxa SELIC) que é a principal referência para os Títulos Públicos do Governo comercializados no mercado.

² De acordo com *Jennifer Hermann* em seu artigo "Sistematização do debate sobre "Desenvolvimento e Estabilidade" no Brasil".

MDL– Conselho Executivo

O indicador mencionado acima será comparado à Taxa Interna de Retorno (TIR) do empreendimento como o indicador financeiro do projeto.

A taxa Selic

A taxa Selic é a taxa apurada no Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic). Esta taxa é obtida mediante o cálculo da taxa média ponderada e ajustada das operações de financiamento por um dia, lastreado em títulos público federais e cursadas no referido sistema ou em câmaras de compensação e liquidação de ativos, na forma de operações compromissadas³. O órgão responsável pela sua determinação é o Comitê de Política Monetária (COPOM), tendo este como principal objetivo o estabelecimento das diretrizes da política monetária e de definir a taxa de juros. O COPOM tem seguido procedimentos adequados e a exemplo do que já era adotado pelo Federal Open Market Committee (FOMC) do Banco Central dos Estados Unidos e pelo Central Bank Council, do Banco Central da Alemanha.

A taxa de juros fixada na reunião do COPOM é a meta para a Taxa Selic (taxa média dos financiamentos diários, com lastro em títulos federais), a qual vigora por todo o período entre reuniões ordinárias do Comitê. Além disso outra função do COPOM é o de divulgar o “Relatório da Inflação” que analisa a conjuntura econômica e financeira do país, bem como apresenta suas projeções de inflação.

Já a Taxa Interna de Retorno é um dos principais índices de análise de projetos para investimento. A TIR de um projeto é a taxa necessária para igualar o valor do investimento com os seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa.

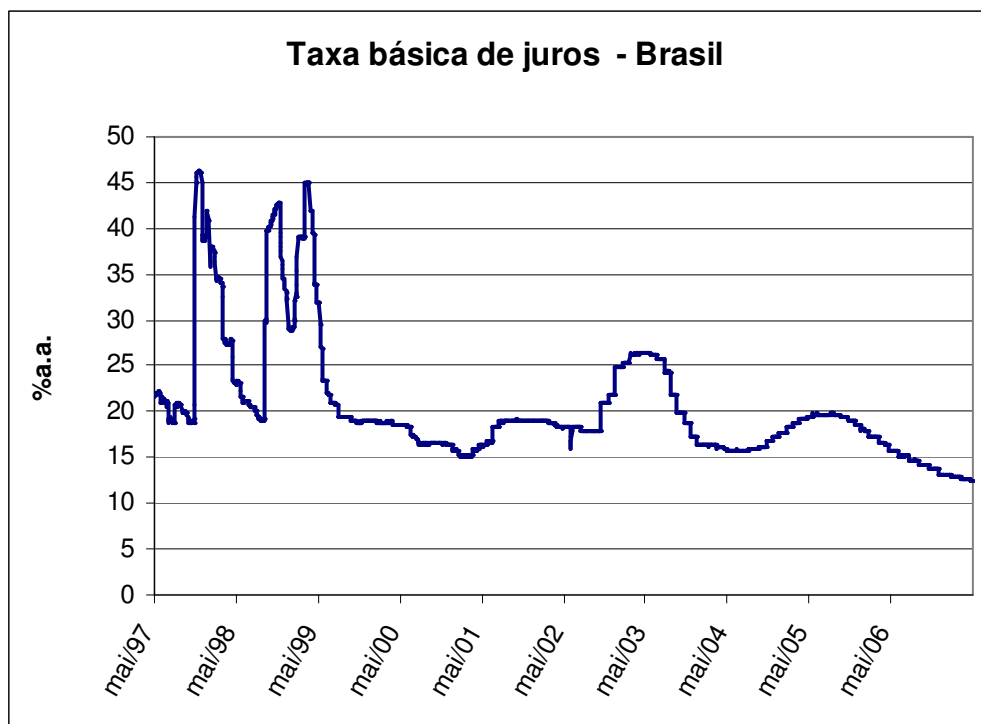
Os títulos públicos federais possuem a finalidade primordial de captar recursos para o financiamento da dívida pública, bem como para financiar atividades do Governo Federal, como educação, saúde e infraestrutura. Esses ativos de renda fixa constituem opção de investimento conservador e seguro e que possuem como indexador em sua maioria a Taxa SELIC.

A economia brasileira passou por diversos momentos de instabilidade onde muitas vezes o cenário internacional foi um dos principais motivadores para tal. Incertezas econômicas internacionais acarretaram oscilações na política monetária brasileira, principalmente no que diz respeito à determinação da taxa básica de juros brasileira. As oscilações observadas no fim da década de 90 e entre os anos de 2000 e 2002 deveram-se ao cenário econômico mundial (crise asiática de 1999 e às eleições para presidência no Brasil no ano de 2002).

O Brasil como país emergente sempre possuiu altas taxas de juros, o que do ponto de vista de investimento torna a remuneração de investimentos em títulos públicos bastante rentável se comparada a dos países desenvolvidos. Atualmente a economia brasileira tem passado por bons momentos de crescimento econômico, relativas expansões, crescimento em reservas internacionais para altos patamares, sendo, desta maneira, possível uma maior captação de recursos internacionais, tendo como efeito disso a diminuição das oscilações na taxa Selic, as quais podem ser observadas no Gráfico 1.

No mesmo gráfico, podemos observar também que nos últimos 6 anos a Selic tende a apresentar-se mais “estável” do ponto de vista das oscilações sempre apresentando níveis elevados.

³ <http://www.bcb.gov.br/?COPOM>

Gráfico 1: Histórico da taxa SELIC.

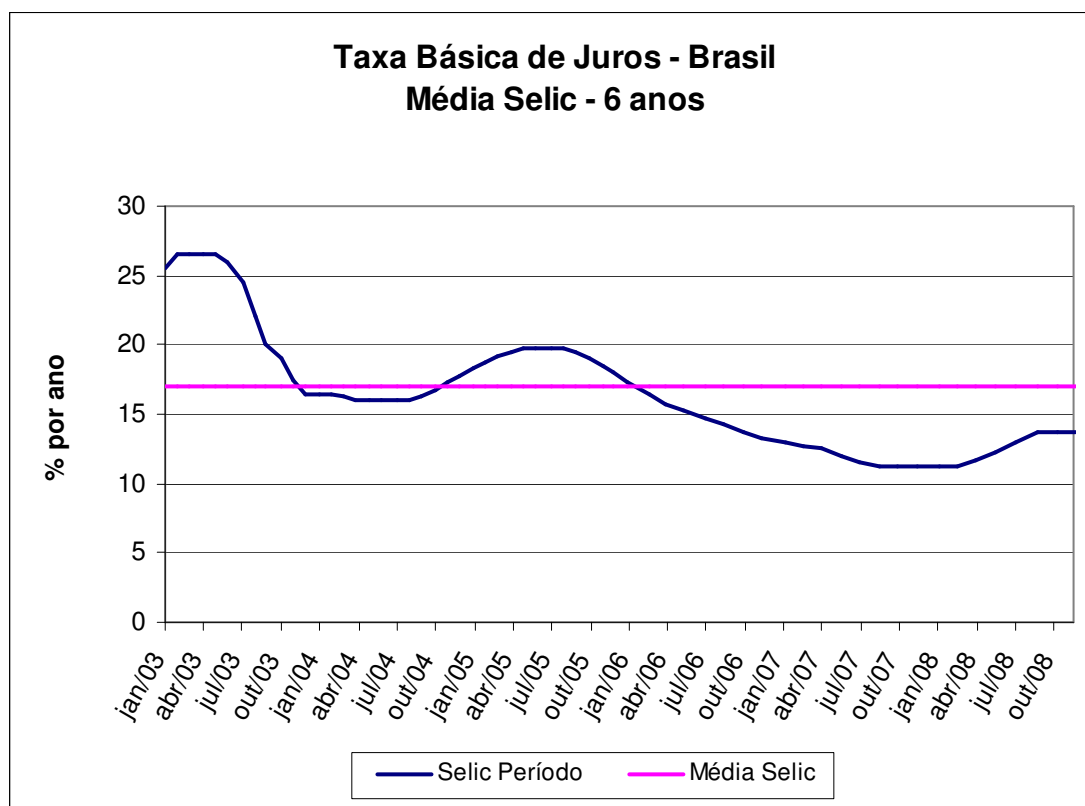
Fonte de dados: Banco Central do Brasil.

A taxa básica de juros brasileira é utilizada tanto como mecanismo para o embasamento dos financiamentos no mercado, bem como é utilizada como indexador de títulos públicos do governo brasileiro como forma de investimento.

Sendo assim a taxa SELIC torna rentável a aplicação em títulos públicos do governo brasileiro sendo também uma aplicação relativamente conservadora ou livre de riscos.

O uso da SELIC como *benchmark* na comparação com as taxas internas de retorno de investimentos deve, como medida conservadora, ser realizada através da média de um certo período de tempo. O motivo principal para que utilizemos a média dos seis anos anteriores ao início da atividade de projeto são suas oscilações já demonstradas no gráfico anterior, além disso, a média representa bem os retornos esperados pelos investidores com a compra de títulos públicos federais brasileiros.

Segue abaixo a média da SELIC para 6 anos (período de 2003 a 2008):

Gráfico 2: Média da Taxa SELIC para 6 anos (período de 2003 a 2008).

Fonte de dados: Banco Central do Brasil.

Considerando a discussão anterior, a central geradora de energia possui Taxa Interna de Retorno inferiores à média da SELIC no momento da tomada de decisão em prosseguir com o projeto, sendo esta média 16,99%.

A Taxa Interna de Retorno da PCH Santana I é 11,9% por ano sem os benefícios gerados pela venda dos CERs (Certified Emission Reduction). Já com a venda dos CERs a TIR da PCH Santana I é de 12,8% ao ano.

Desta maneira, podemos observar que a TIR do empreendimento que compõe esta atividade de projeto é inferior à média da taxa SELIC.

Portanto, resumizando a análise do indicador financeiro do projeto com o *benchmark*, temos:

Tabela 3: Comparação da TIR do projeto com o *benchmark* estabelecido.

TIR do Projeto	TIR do Projeto com RCEs	Média da Taxa Selic
11,9%	12,8%	16,99%

MDL– Conselho Executivo

A TIR do projeto se manteve abaixo da média da taxa SELIC. Através da análise efetuada, podemos aferir que o projeto enfrenta barreiras para o investimento no tocante a existir outras alternativas mais atrativas.

As RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) são instrumentos de grande importância para que os empreendedores superem as barreiras enfrentadas melhorando a qualidade dos investimentos e, conseqüentemente, incentivando futuros investimentos em outros projetos de geração de energia limpa.

Conclusões

As barreiras enfrentadas pelo projeto vêm do fato do retorno do projeto ser menor do que outras opções de investimento com baixo risco e maior liquidez.

Mas além desse fato concreto, deve-se observar que um projeto de energia possui grandes incertezas logo é um investimento com risco maior que um título do governo. Sendo assim seria necessário ter um retorno financeiro maior que a taxa de referência SELIC para que os riscos associados fossem superados (como detalhado no item abaixo “Prática Vigente de Negócios” o mercado de energia possui realmente grandes incertezas de resultados).

Apesar da Taxa Selic tornar rentável a aplicação em títulos públicos do governo brasileiro ao mesmo tempo torna onerosa a captação de recursos para o desenvolvimento de projetos de infra-estrutura o qual inclui projetos de geração de energia no país.

Sendo assim devido às dificuldades de acesso, pequenos períodos de carência e altos níveis de garantias exigidas pelas instituições de crédito o país passou por baixos investimentos nesses tipos de projeto, sendo observado no mercado a aplicação por parte do capital privado preferencialmente em títulos do governo de alta rentabilidade e relativo baixo risco.

Portanto, fica demonstrado que o investimento no projeto enfrenta barreiras para investimento.

(b) Barreira tecnológica

Não utilizada.

(c) Prática vigente de negócios**Histórico do Setor Elétrico Brasileiro**

Nas últimas décadas, o setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. O setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais, mas a partir de 1995, devido a um aumento das taxas de juros internacionais e da deficiência de capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulação do mercado.

Veja a seguir uma tabela com um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 4: Tabela resumo das mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE⁴

O setor elétrico brasileiro passou por diversos momentos de instabilidade e descompasso entre a energia gerada e a energia demandada, onde o ritmo do crescimento da demanda foi maior do que a capacidade de instalação. Em decorrência disso, os níveis de “energia armazenada” nos reservatórios reduziram entre os anos de 1997 e 2000 evidenciando o uso intensivo dos recursos hídricos para suportar a demanda

⁴ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro. <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3df6a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

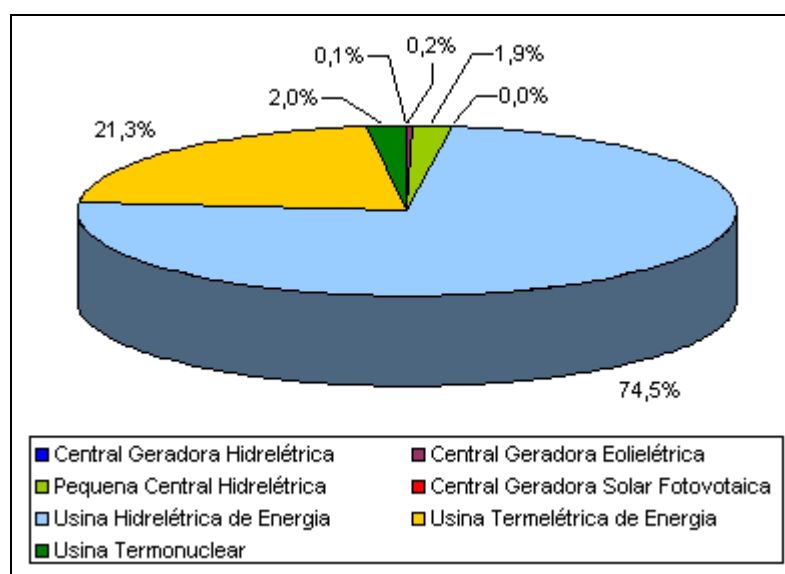
crecente sem aumentar a capacidade instalada. Assim, ocorreram no Brasil o racionamento de energia e interrupções no fornecimento elétrico prejudicando o crescimento econômico brasileiro.

Frente às ameaças de interrupções e diminuição do consumo de energia que a dependência de energia elétrica supridas majoritariamente por grandes centrais hidrelétricas, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) foi lançado pelo governo brasileiro visando diminuir esta dependência por energia das grandes hidrelétricas diversificando suas fontes. O PPT foi instituído através do Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, que planejara originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Porém esses planos iniciais foram alterados e de modo que em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

Cenário Nacional

O sistema elétrico brasileiro possui atualmente cerca de 100.690 MW de capacidade instalada, em um total de 1.698 empreendimentos de geração de eletricidade⁵. Desses, aproximadamente 74.980 MW são Grandes Centrais Hidrelétricas, cerca de 21.464 MW são Usinas Termelétricas, 2.007 MW são Plantas Nucleares e somente 1.877 MW são Pequenas Centrais Hidrelétricas. Existem também 8,17 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira⁶.

Gráfico 3: Capacidade instalada do Brasil por tipo de empreendimento.



Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração - ANEEL 25/03/2008

⁵ Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica de 25/03/2008.
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

⁶ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>

MDL– Conselho Executivo

A partir dos dados apresentados acima, podemos observar que somadas as potências fiscalizadas das Usinas Hidrelétricas e as Usinas Termelétricas, a capacidade de geração no Brasil por essas fontes ultrapassa 95%, e somente 1,86% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas centrais hidrelétricas (1.877 MW de um total de 100.690 MW).

A partir do macro-ambiente brasileiro de geração de energia elétrica, ilustrado nos parágrafos anteriores, podemos observar que a atividade de projeto está inserida em um cenário que possui predominância de empreendimentos de geração de energia em grande escala, sendo assim, um empreendimento que foge à prática comum no país.

Adicional aos fatores acima descritos para incentivar o aumento do investimento em projetos renováveis o governo brasileiro criou em abril de 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa. Ele é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional. O Programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece a contratação de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Porém, mais uma vez, o nível das garantias exigidas é alto e muitos projetos não conseguem se adequar para receber os benefícios.

Conclusões

Observando-se o cenário energético brasileiro, pode-se comprovar que a geração de energia por pequenas centrais hidrelétricas não é usual. O Brasil é um país de proporções continentais que tem a base da sua produção de energia em grandes centrais hidrelétricas e atualmente em usinas termelétricas. Houveram algumas políticas governamentais na tentativa de diversificar a matriz energética brasileira, este fato demonstra que para alguns setores a intervenção governamental se faz necessária através de políticas setoriais ou outras formas de incentivo (por exemplo o Proinfa e o PPT, subsídios na compra de energia, redução ou isenção de impostos), para que sejam implementados empreendimentos não atrativos para a iniciativa privada.

No caso das PCHs cabe mencionar que o fato de existir programas governamentais que incentivam sua implementação demonstra claramente que este tipo de empreendimento não é prática comum.

No que diz respeito ao Mercado Livre de Energia, apesar de o mesmo ser propício ao aparecimento de pequenos produtores e autoprodutores de energia, não é essa a realidade. A volatilidade do mercado é muito grande e o investidor fica receoso diante de tamanho risco. E isso se torna uma importante barreira para a implantação de projetos renováveis.

Portanto, fica demonstrado que a atividade de projeto não é prática comum.

(d) Outras Barreiras

Existe barreira de infra-estrutura limitada. O Índice de Desenvolvimento Humano do município está abaixo da média nacional (IDH – 0,718 em uma escala de 0 a 1 – média nacional é de 0,8 – fonte: PNUD), com uma população bem pequena (6.237 habitantes - fonte: www.ibge.gov.br). Este fato afeta principalmente no tocante à disponibilidade de mão de obra qualificada, qualificação de novos profissionais, infra-estrutura física, etc.

MDL– Conselho Executivo

Sendo assim, são necessários investimentos em infra-estrutura de comunicação para atender as necessidades do empreendimento tais como a ampliação dos serviços de telefonia fixa, internet e a implantação de telefonia móvel, bem como estradas de acesso, suprimento de energia elétrica, dentre outros fatores.

Conclusão das análises de barreiras

A análise de barreiras acima mostrou claramente que a atividade de projeto enfrenta barreiras relativas **ao investimento, a prática vigente de negócios e outras barreiras** que teriam impedido o seu desenvolvimento. Os desenvolvedores do projeto esperam que essas barreiras sejam ultrapassadas, ou ao menos minimizadas, através dos recursos do MDL. Além disso, os desenvolvedores do projeto consideram os recursos financeiros advindos do MDL parte integrante do capital de investimento na presente atividade de projeto. Estes recursos são imprescindíveis para a implementação da Pequena Central Hidrelétrica Santana I.

Esses fatos demonstram adequadamente que a atividade de projeto não possui um ambiente com condições aptas à sua implementação na ausência dos recursos do MDL.

Portanto, podemos concluir que a atividade de projeto é ambientalmente e economicamente adicional e, portanto, é elegível para receber RCEs (Reduções Certificadas de Emissão) no MDL.

B.6. Reduções de Emissões:**B.6.1. Explicação da(s) metodologia(s) escolhida(s):**

A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em tCO₂e/MWh) calculado de maneira transparente e conservadora, denominado margem combinada (CM), o qual consiste da combinação entre margem de operação (OM) e margem de construção (BM) segundo os procedimentos prescritos na ferramenta metodológica "Tool to calculate the emission factor for an electricity system".

Para o cálculo da linha de base, deverão ser aplicados os seis passos a seguir:

- PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.
- PASSO 2. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).
- PASSO 3. Calcular o fator de emissão de acordo com o método selecionado.
- PASSO 4. Identificar quais unidades serão incluídas na margem de construção (BM).
- PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção.
- PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Como mencionado na seção B.4., os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção são disponibilizados publicamente pela DNA brasileira.

MDL– Conselho Executivo

Há de se ressaltar que o fator de emissão da margem combinada (combinação entre a margem de operação e a margem de construção) da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o OM quanto o BM sendo os pesos de 50% e 50% por definição.

O cálculo da Margem de Operação é realizado utilizando o método da análise do despacho, opção C da Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico. Assim, de acordo com a mesma ferramenta o fator de emissão será anualmente atualizado.

A Autoridade Nacional Designada utiliza a definição legal utilizada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) para o SIN que é um sistema elétrico único, adotado apenas para efeito de cálculo de projetos MDL.

Além do mais os limites geográficos para o sistema elétrico relevante podem ser claramente identificados e as informações acerca das características deste sistema estão disponíveis. Adicionalmente toda informação sobre o sistema elétrico está disponível pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), (www.ons.org.br) e pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, (www.aneel.gov.br). Mais detalhes sobre a decisão da Comissão Interministerial de Mudanças Global do Clima – CIMGC acerca de um único fator de emissão para o sistema elétrico brasileiro está disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24834.pdf.

Os projetos de MDL têm duas opções de utilização do fator BM. Ele pode ser calculado *ex-ante* quando da submissão do projeto, ou *ex-post* para cada ano em que a geração do projeto ocorrer. No caso da presente atividade de projeto foi escolhida a opção *ex-post*, cujos cálculos são realizados pela AND brasileira junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e regularmente disponibilizados no website da AND.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são, então, o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO_2/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede (EG_y em MWh), como se segue:

$$BE_y = EF_{grid,CM,y} \cdot EG_y$$

Onde:

BE_y São as emissões de linha de base medidas em tCO_2 /ano;

EG_y é a energia elétrica gerada no ano y em MWh.

A presente atividade de projeto não envolve o acréscimo de unidades geradoras. A PCH Santana I é um projeto novo.

Cálculo das Emissões do Projeto

Como na metodologia AMS-I.D não são mencionadas as emissões do projeto não necessitam em ser consideradas.

$$PE_y = 0$$

Cálculo das Fugas do projeto

A presente atividade de projeto é um projeto novo a ser implementado, sendo assim, não existe transferência do equipamento de geração de/para outra atividade, portanto conforme a metodologia escolhida a fuga é considerada zero.

$$L_y = 0$$

Cálculo das Reduções de Emissões

As reduções de emissões (REs) são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

Como $PE_y = 0$ e $L_y = 0$, ER é:

$$ER_y = BE_y$$

B.6.2. Dados e Parâmetros disponíveis para validação:

Todos os dados e parâmetros utilizados na estimativa da linha de base serão monitorados e estão descritos no item B.7.1.

B.6.3 Cálculo Ex-ante da redução de emissões:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do SIN em um sistema único.

Cálculo do “Fator de Emissão da Margem de Operação OM” ($EF_{grid,OM-DD,y}$)

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ Fator de emissão de CO₂ da margem de operação pela análise do despacho no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ Eletricidade despachada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ Fator da emissão do CO₂ para uma usina no alto da ordem de despacho na hora h do ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ Total de eletricidade deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh);

MDL– Conselho Executivo

h Horas no ano y em que a atividade do projeto está deslocando a eletricidade da rede;
 y Ano em que a atividade do projeto está deslocando a eletricidade da rede.

O fator de emissão horário é calculado com base na eficiência energética da usina e no tipo de combustível utilizado, como se segue:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \cdot EF_{EL,ny}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Onde:

$EF_{EL,n,y}$ Fator da emissão do CO₂ para uma usina n no ano y (tCO₂/MWh);
 $EG_{n,h}$ Eletricidade líquida gerada na planta n e entregue a rede na hora h (MWh);
 n Usina prioritária na ordem de despacho.

Para efeito de estimativa *ex-ante* do fator de emissão da margem de operação pode ser utilizada como uma boa aproximação para a determinação do valor de $EF_{grid,MO-DD,y}$ a média aritmética dos fatores de emissões mensais publicados pela AND para o período de um ano (dados disponíveis dos últimos 12 meses). (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72901.html>)

Fator Médio Mensal (tCO ₂ /MWh)												
Ano	2007											
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
EF	0,2292	0,1954	0,1948	0,1965	0,1606	0,2559	0,3096	0,3240	0,3550	0,3774	0,4059	0,4865

Desta maneira, temos que o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,2909$$

Cálculo do “Fator de Emissão da Margem de Construção BM” ($EF_{grid,BM,y}$)

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) também precisa ser determinado, sendo calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);

MDL– Conselho Executivo

$EG_{m,y}$ Eletricidade líquida gerada e despachada para a rede pela usina m no ano y (MWh);
 $EF_{EL,m,y}$ Fator da emissão do CO₂ da usina m no ano y (tCO₂/MWh);
 m Usina incluída na margem de construção.

Assim como para o Fator de Emissão da Margem de Operação, o Fator de Emissão da Margem de Construção $EF_{grid,BM,y}$ também é disponibilizado pela AND brasileira, sendo o ano 2007 o ano mais atual calculado para este fator. (últimos dados disponíveis).

(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72901.html>)

Desta maneira, o Fator de Emissão da Margem de Construção:

$$EF_{grid,BM,y} = 0,0775$$

Cálculo do “Fator de Emissão da Linha de Base” ($EF_{grid,CM,y}$)

Finalmente, o fator de emissão da margem combinada (combinação entre a margem de operação e a margem de construção) da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o OM quanto o BM sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,2909 \cdot 0,5 + 0,0775 \cdot 0,5 = 0,18418 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

As reduções de emissões (ER) para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_y - (L_y + PE_y)$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_y = EF_{grid,CM,y} \cdot EG_y$$

Para isso, a energia gerada pela atividade de projeto será a produção de eletricidade pela PCH Santana I no ano y (estimativa conservadora). A geração de eletricidade é a energia assegurada.

$$EG_{Santana I,h} = 76.391 \text{ MWh}$$

Portanto, as emissões da linha de base são calculadas como segue:

$$BE_y = 0,18418 \cdot 76.391 = 14.069 \text{ tCO}_2\text{e/ year}$$

Para este projeto não são consideradas as fugas, assim:

$$L_y = 0.$$

MDL– Conselho Executivo

Como mencionado anteriormente, a emissão do projeto (PE_y) é zero:

$$PE_y = 0$$

Enfim, a Redução de Emissão (ER) da atividade de projeto é:

$$ER = 14.069 - (0 + 0) = 14.069 \text{ tCO}_2\text{e/year}$$

B.6.4 Sumário da estimativa ex-ante de redução de emissões:

Anos	Estimativa de emissões da atividade de projeto (tCO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Estimativa de fugas (tCO ₂ e)	Estimativa de reduções de Emissões totais (tCO ₂ e)
2010 (Novembro)	0	2.344	0	2.344
2011	0	14.069	0	14.069
2012	0	14.069	0	14.069
2013	0	14.069	0	14.069
2014	0	14.069	0	14.069
2015	0	14.069	0	14.069
2016	0	14.069	0	14.069
2017 (Outubro)	0	11.725	0	11.725
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	98.483	0	98.483

B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e Descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e Parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	$EG_{Santana\ I, h}$
Unidade:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida fornecida pela PCH Santana I à rede na hora h
Fonte de dado utilizada:	Medidores de energia, relatórios periódicos da energia gerada e despachada para a rede e faturas de venda de energia.
Valor do dado	76.391
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	A eletricidade gerada e entregue à rede será apurada através da medição de energia. O medidor deverá atender com os padrões nacionais e regulacoes industriais para assegurar a acurácia. Os medidores serão lacrados como procedimento de segurança após a calibração.
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Estes dados serão diretamente aplicados nos cálculos de reduções de emissões. Registros de vendas e outros registros serão utilizados para garantir consistência. Os dados serão arquivados mensalmente (Arquivo Eletrônico) e serão mantidos por até dois anos após o fim das atividades do projeto. A leitura dos medidores de energia será confrontada com os dados do banco dedados da CCEE ou com as faturas de venda de energia de forma a verificar a coerência dos dados.

MDL– Conselho Executivo

Comentários:	A eletricidade fornecida para a rede será monitorada pelo vendedor.
--------------	---

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da rede.
Fonte de dado utilizada:	Calculados através dos dados de base fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada). A AND brasileira fornece os Fatores de Emissão da Margem de Operação e da Margem de Construção.
Valor do dado	0,18418
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	O Fator de Emissão será monitorado anualmente através do seu cálculo <i>ex-post</i> , cujos dados base são disponibilizados pela AND (Autoridade Nacional Designada). A margem combinada é calculada por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o OM quanto o BM sendo os pesos de 50% e 50% (w_{OM} e w_{BM}) por definição.
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será diretamente aplicado nos cálculos de reduções de emissões do projeto. Os dados serão arquivados (arquivo eletrônico) e serão mantidos por até dois anos após o fim das atividades de projeto.
Comentários:	

Dado / Parâmetro:	$EF_{gris,OM-DD,y}$
Unidade:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de operação da rede, no ano y.
Fonte de dado utilizada:	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano y.
Valor do dado	0,2909
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	O Fator de Emissão da Margem de Operação da rede será monitorado através de consulta no website da AND (Autoridade Nacional Designada) que é responsável por este cálculo.
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será utilizado para o cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão. Os dados serão arquivados anualmente (arquivo eletrônico) e serão mantidos por até dois anos após o fim das atividades de projeto.
Comentários:	

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de construção da rede, no ano y.
Fonte de dado utilizada:	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano y.
Valor do dado	0,0775
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	O Fator de Emissão da Margem de Construção da rede será coletado no website da AND (Autoridade Nacional Designada) que é responsável por este cálculo.
QA/QC procedimentos a serem aplicados:	Este dado será utilizado para o cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão. O dado será arquivado anualmente (arquivo eletrônico) e mantido por até dois anos após o fim das atividades de projeto.
Comentários:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento da atividade de projeto está baseado na metodologia AMS I.D.

1) Geração de energia e sistema de medição:*Características gerais do sistema de medição:*

Os procedimentos de monitoramento da geração de eletricidade pela atividade de projeto seguem os parâmetros e regulamentos do setor elétrico brasileiro. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação dos requisitos técnicos do sistema de medição de energia para faturamento, ou seja, esses órgãos estabelecem, fiscalizam e aprovam os projetos para contabilização de energia apurada.

O agente responsável pelo sistema de medição para faturamento (SMF) elabora o projeto em conformidade com as especificações técnicas das medições para faturamento, o qual deve incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e leituras remota e local.

O sistema de medição mede e registra a energia e é instalado nos painéis de medição, que geralmente ficam localizados na sala de comando ou cabines de medição. Para esse sistema é garantida a inviolabilidade dos dados, onde são colocados selos e lacres ou ainda lacres com senhas eletrônicas.

Serão instalados dois painéis de medição contendo dois medidores cada um (um principal e o outro de back-up). Os painéis de medição estarão localizados na subestação da CEMAT (Centrais Elétricas Matogrossenses – concessionária local).

O sistema de medição contém também um sistema de comunicação que possui como função enviar os dados de eletricidade despachada para a rede para a CCEE.

Monitoramento do dado:

As leituras dos medidores são utilizadas para calcular as reduções de emissões. Os passos do monitoramento são os que seguem:

- (1) O dado será medido em base horária e gravados mensalmente;
- (2) As planilhas de geração de energia bem como as faturas de venda de energia serão utilizadas para contrapor os dados monitorados;
- (3) O proponente de projeto fornecerá a EOD os dados gravados dos medidores, acesso aos dados da CCEE e/ou cópias das faturas de energia.

Controle de Qualidade:

- (1) Calibração dos medidores.

A calibração dos medidores serão conduzidas por organizações que deverão estar de acordo com os padrões nacionais e regulações industriais para assegurar a acurácia do sistema. Os medidores deverão ser lacrados para segurança depois da calibração. Os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os dados de monitoramento. A classe de exatidão do equipamento que será utilizado no projeto, está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da

MDL– Conselho Executivo

Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT). Isto pode ser visualizado nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), Módulo 12, sub-módulo 12.2 Instalação do Sistema de Medição para Faturamento no link que segue:

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submodulo%2012.2_v10.0.pdf.

(2) Tratamentos de emergência

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01⁷.

Gerenciamento dos dados:

Todas as questões relacionadas à PCH serão tratadas pelo Setor de Gerência Executiva da Firenze Energética responsável (o corpo executivo da PCH será definido durante a construção da usina). Neste momento todas as questões relacionadas a construção da PCH estão sendo conduzidas pela Diretoria/Conselho da Firenze Energética.

Um estrutura operacional para a PCH será designada e treinada previamente à entrada em operação comercial da usina.

Esses dados serão arquivados durante o período de duração deste projeto. Neste caso, 7 anos (duração de um período) mais 2 anos após o seu término de acordo com a metodologia. Caso sejam renovados por mais dois períodos serão 21 anos mais 2 anos, totalizando 23 anos de monitoramento.

Todos os dados recolhidos no âmbito do monitoramento deverão ser arquivadas eletronicamente e também serão mantidos pelo menos durante 2 anos após o final do último período de crédito.

Procedimentos de treinamento:

Todo o treinamento necessário para a equipe operacional da usina será aplicado durante a construção da usina e durante sua operação comercial. Além disso um manual operacional da planta será elaborado com o intuito de prover as instruções de operação asseguradas.

Também, procedimentos de operação, manutenção e calibração seguirão os padrões, especificações e regulamentações do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Fatores de Emissão:

Os fatores de emissão de CO₂ envolvidos na atividade de projeto ($EF_{grid,CM,y}$, $EF_{gris,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e disponibilizados em seu website (www.mct.gov.br/clima). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

B.8 Data de conclusão da aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento e o nome

⁷ Procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Link de acesso:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=97aba5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

MDL– Conselho Executivo

da pessoa/entidade responsável

A conclusão da aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento foi em 15/07/2008, cuja entidade responsável pelo seu desenvolvimento é a Carbotrader. Os dados de contato seguem abaixo, bem como no Anexo I do PDD.

Entidade:	CARBOTRADER ASSESSORIA E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.
Endereço:	Rua 23 de Maio, Nº 790, sala 22A.
Cidade:	Jundiaí
Estado:	São Paulo
CEP:	13.207-070
País:	Brasil
Telefone:	(55) 11 4522 – 7180
Fax:	
E-mail:	carbotrader@carbotrader.com
URL:	www.carbotrader.com
REPRESENTANTE LEGAL	
Primeiro Nome:	Arthur
Último Nome:	Moraes
Cargo:	Diretor

SECTION C. Duração da atividade de projeto/Período de obtenção de créditos:**C.1. Duração da atividade de projeto de pequena escala:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto de pequena escala:**

01/03/2009 (data a qual o participante de projeto se comprometerá com maiores custos)

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto de pequena escala:

28 anos e 0 meses

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos (dd/mm/aaaa):**

01/11/2010 (ou data de registro do projeto, a qual ocorrer mais tarde).

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7 anos - 0 meses

MDL– Conselho Executivo

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**C.2.2.1. Data de início**

Não aplicável

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável

SEÇÃO D. Impactos ambientais:**D.1. Se exigido pela parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

Em relação às permissões regulatórias, a Pequena Central Hidrelétrica **Santana I** possui autorizações emitidas pela ANEEL:

- Despacho ANEEL N°3301 de 04/09/2008 publicado em 05/09/2008 – ANEEL. Aprovando o projeto básico da PCH Santana I. Despacho atual.
- Portaria ANEEL N° 126 de 28/03/2008 publicado em 31/03/2008 – MME. Aprovando o enquadramento da PCH Santana I ao Regime Especial de Incentivos da Infra-Estrutura – REIDI.
- Resolução N° 542 de 14/10/2003 publicado em 15/10/2003 – ANEEL. Autorizando a Firenze Energética a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia.
- Despacho N° 407 de 09/07/2003 publicado em 10/07/2003 - SPH/ANEEL. Aprovando os Estudos de Inventário Hidroelétrico Simplificado do rio Santana no Estado do Mato Grosso.

Em relação às permissões ambientais a legislação requer a emissão das seguintes licenças:

- **Licença Prévia (LP):** fase preliminar de planejamento da atividade em que se avalia a concepção e localização do empreendimento. Nessa etapa são analisados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou, conforme o caso, o Relatório de Controle Ambiental (RCA).
- **Licença de Instalação (LI):** autoriza a implantação do empreendimento. Nessa etapa é analisado o Plano de Controle Ambiental (PCA), que contém projetos dos sistemas de tratamento e/ou disposição de efluentes líquidos, atmosféricos e de resíduos sólidos etc.
- **Licença de Operação (LO):** autoriza a operação do empreendimento após a verificação do cumprimento das medidas determinadas nas fases de LP e LI.

A atividade de projeto compreende uma Pequena Central Hidrelétrica, sendo assim, a mesma possui as licenças ambientais necessárias para o seu desenvolvimento.

A Pequena Central Hidrelétrica **Santana I** possui as seguintes licenças:

MDL– Conselho Executivo

- **LAI 55954/2008** – Licença Ambiental de Instalação da Secretaria de Estado do Meio Ambiente – SEMA, emitida em 16 de Outubro de 2008.
- **LAI 299/2008** – Licença Ambiental de Instalação da SEMA, emitida em 02 de Abril de 2008.
- **LAI 962/2007** – Licença Ambiental de Instalação da SEMA, emitida em 17 de Janeiro de 2007.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significantes pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, por favor providencie conclusões e todas as referências de documentos de suporte de que um acompanhamento dos impactos ambientais ocorrem de acordo com os procedimentos requeridos pela Parte Anfitriã:

Os impactos ambientais causados pela atividade de projeto são considerados não significativos. As Pequenas Centrais Hidrelétricas possuem como principal característica a construção de pequenos reservatórios, sendo este fato uma característica da PCH Santana I.

A PCH Santana I atende aos requisitos ambientais necessários para que seja implantada, sendo isto demonstrado pelo fato de possuir Licença de Instalação e cumprir as normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), referente à apresentação de estudos de inventário hidrelétrico simplificado.

Para que esta Licença de Instalação fosse expedida, o Diagnóstico Ambiental Preliminar (DAP) da PCH Santana I foi realizado de modo a diagnosticar a área de implantação do empreendimento, verificar os possíveis impactos que seriam causados e por fim, verificar as medidas a serem tomadas para reduzir impactos negativos e mitigar ou compensar outros impactos. Alguns impactos positivos identificados, não mereceram a formulação de medidas otimizadoras pelo fato de serem inerentes a própria concepção do projeto, cujos benefícios se farão sentir em decorrência da implantação do empreendimento, ou seja, da PCH Santana I.

Além do levantamento de dados secundários efetivados junto aos diversos órgãos e instituições afetos ao projeto em questão, foi realizada também inspeção ao local com o objetivo de identificar e caracterizar com mais profundidade os aspectos ambientais da área onde se insere a PCH Santana I.

Os principais impactos ambientais identificados no Diagnóstico Ambiental são: a degradação por processos erosivos, no uso de áreas de empréstimo, por disposição de entulhos, geração de material particulado, riscos de incêndios na vegetação, poluição por queima de lixo e por lançamento de efluentes, intensificação do consumo de energia elétrica, aumento do fluxo de veículos pesados, impactos sob o ponto de vista do valor imobiliário sobre outras fazendas, dentre outros impactos, que assim como esses são considerados de baixo grau de impacto. Todas as medidas para reduzir, mitigar ou compensar os impactos serão providenciadas pelo projeto.

Obviamente outros impactos considerados positivos serão causados pelo projeto, tais como o aumento de empregos diretos e indiretos, melhoria das condições de atendimento público ao usuário, melhoria de segurança operacional do sistema elétrico, energia de maior qualidade, etc.

A partir dos levantamentos realizados e das análises efetuadas foi possível definir o elenco de medidas que devem ser implementadas visando a adoção de ações voltadas a atenuar os impactos ambientais adversos e maximizar os benefícios resultantes da implantação do empreendimento de geração de energia elétrica, de forma a possibilitar sua efetiva compatibilização com a proteção ao meio ambiente e sua integração ao processo de desenvolvimento.

MDL– Conselho Executivo

Referente aos impactos ambientais que deverão ser causados pela implantação do empreendimento, sendo estes pouco significativos, alguns pontos serão levados em consideração na condução do projeto para estar em conformidade ao DAP realizado e os quais foram recomendados no mesmo.

As medidas consideradas para a implementação do projeto são: a realização do desmatamento e limpeza da área de inundação; remoção mínima possível da vegetação da área de canteiro e de obras civis devendo deixar separada a camada de terra vegetal (solo orgânico) para utilização em projetos de recuperação ambiental; quanto à alteração da dinâmica fluvial, pelo fato de o curso do rio ser barrado, recomendou-se um repovoamento de fauna apesar do rio não possuir diversidade na ictiofauna; quanto à geração de empregos, o empreendimento priorizará a contratação de mão-de-obra radicados na região de Nortelândia e no seu entorno; no que diz respeito às Alterações da Paisagem Local deverá ser prontamente revertido com a adoção de obras para controle dos processos erosivos, recuperação ou reabilitação de áreas degradadas, proteção de taludes e recuperação do entorno do reservatório e, por fim outro programa que deverá ser levado em consideração diz respeito à produção de efluentes domésticos através das atividades relacionadas à implantação da PCH, produzidos pelos operários e trabalhadores residentes no canteiro de obras deverão ser coletados e acondicionados adequadamente para tratamento. Recomenda-se a adoção de fossa séptica acompanhada de sumidouro a ser instalado em solo com boa permeabilidade.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas:**E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários das partes interessadas:**

De acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 e Resolução nº 7 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais.

A atividade de projeto está contida em apenas um estado da federação, sendo assim, os convites de comentários deverão ser endereçados aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

- Prefeitura e câmara dos vereadores de cada município envolvido;
- Órgãos ambientais estadual e municipal(is) envolvidos;
- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - <http://www.fboms.org.br>;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público Estadual do estado envolvido;
- Ministério Público Federal.

A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução os proponentes do projeto enviaram cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

- Prefeitura municipal de Nortelândia;
- Secretaria de Transportes e Obras Públicas;
- Secretaria de Agricultura de Nortelândia;
- Câmara municipal de Nortelândia;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente;

MDL– Conselho Executivo

- Ministério Público Estadual do Mato Grosso;
- Ministério Público Federal do Mato Grosso;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais – FBOMs;
- Sindicato do Comércio Varejista de Nortelândia;

As partes interessadas acima foram convidadas a apresentar seus comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 30 dias após o recebimento da carta-convite. As cartas foram encaminhadas aos stakeholders locais anteriormente ao início do processo de validação e mantêm-se abertas para comentários dos stakeholders.

Na carta encaminhada aos stakeholders, os mesmos foram informados que o Documento de Concepção do Projeto, bem como o Anexo III da Resolução Nº 1 da Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima (CIMGC) estão disponíveis para visualização no site da Carbotrader, empresa participante da atividade de projeto: [www.carbotrader.com](http://www.carbotrader.com/jun1118a3.pdf) nos links a seguir: <http://www.carbotrader.com/jun1118a3.pdf> e <http://www.carbotrader.com/jun1118dcp.pdf>. Estes documentos disponíveis para consulta no website são atualizados de acordo com a versão mais recente/atual.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até o presente momento não foram recebidos comentários das partes interessadas.

E.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:
--

Não aplicável devido ao item E.2

MDL– Conselho Executivo

Anexo 1**DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	Firenze Energética S/A
Rua/Caixa Postal:	Rua Profº Fernando Moreira, 765
Cidade:	Curitiba
Estado/Região:	Paraná
CEP:	80430-080
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (41) 3221 0707
FAX:	+ 55 (41) 3221 0707
E-Mail:	interalli@interalli.com.br
Representado por:	
Título:	Gerente Administrativa
Tratamento:	
Sobrenome:	Matico
Segundo nome:	
Nome:	Simone
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+ 55 (41) 3221 0707
Telefone direto:	+ 55 (41) 3221 0707
E-Mail pessoal:	simonematico@interalli.com.br

Organização:	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Vinte e Três de Maio, nº 790 , sala 22 A
Cidade:	Jundiaí
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	13.207-070
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 4522 7180
FAX:	+ 55 (11) 4522 7180
E-Mail:	carbotrader@carbotrader.com
Representado por:	
Título:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Moraes
Segundo nome:	Augusto Clessie
Nome:	Arthur
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+ 55 (11) 4522 7180
Telefone direto:	+ 55 (11) 4522 7180
E-Mail pessoal:	moraes.arthur@carbotrader.com

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público para a presente atividade de projeto.

Anexo 3**INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE**

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, em especial, nas usinas termoeletricas. Essas informações são necessárias aos projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto.

As emissões da linha de base são calculadas seguindo a ferramenta “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” versão 01 aprovada na reunião 35 do Executive Board da UNFCCC. Seguindo esta metodologia coube ao ONS explicitar ao grupo composto pelo Ministério de Minas e Energia (MCT), Ministério de Minas e Energia (MME) as práticas operativas do SIN, reguladas pela ANEEL. Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de CO₂, aplicáveis a esta atividade de projeto, passaram a ser calculados pelo ONS para o sistema único desde 27 de maio de 2008.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link:

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html> e
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/13986.html>.

Anexo 4**PLANO DE MONITORAMENTO**

O monitoramento da atividade de projeto é baseado na metodologia de linha de base e monitoramento aplicáveis a este projeto e, como descrito no item B 7.1 e B 7.2, para a verificação da energia renovável gerada pela atividade de projeto são empregados equipamentos de medição de energia gerada.

Efetuada o recolhimento dos dados monitorados de energia é realizada uma confrontação de dados do relatórios expedidos pela CCEE ou com os dados da energia vendida contidas na fatura de venda de energia. Há de se ressaltar que os dados gerados pela CCEE são por esta entidade auditados e não devem conter erros. Este procedimento será adotado com o intuito de dar consistência aos dados.

Ressalta-se que todos os dados recolhidos no âmbito do monitoramento deverão ser arquivadas eletronicamente e também serão mantidos pelo menos durante 2 anos após o final do último período de crédito.

Este plano de monitoramento baseia-se na ferramenta metodológica de pequena escala AMS I.D. Geração de Energia Elétrica Renovável conectada à rede – Versão 13 de 14 de Dezembro de 2007, bem como na ferramenta "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" versão 01 aprovada na reunião 35 do Executive Board da UNFCCC.

Segue abaixo resumo dos dados monitorados:

Dados / variáveis	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência de medição	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados (eletrônico ou papel)	Comentários
EG_y	Atividade de projeto	MWh	m	mensal	100%	eletrônico	A eletricidade entregue à rede será checada através dos medidores de energia, software de aquisição de dados e confrontados com os dados da CCEE ou através das faturas de venda de energia.
$EF_{grid,CM,y}$	DNA	tCO ₂ e/MWh	c	anual	100%	eletrônico	Estes dados serão monitorados ex-post. Estes dados são disponibilizados pela AND (Autoridade Nacional Designada) em seu Website.

MDL– Conselho Executivo

$EF_{gris,OM-DD,y}$	DNA	tCO ₂ e/MWh	m	anual	100%	eletrônico	O Fator de Emissão da Margem de Operação será coletado no website da AND do país hospedeiro, a qual é responsável por este cálculo.
$EF_{grid,BM,y}$	DNA	tCO ₂ e/MWh	m	anual	100%	eletrônico	O Fator de Emissão da Margem de Construção será coletado no website da AND do país hospedeiro, a qual é responsável por este cálculo.

Anexo 5**BIBLIOGRAFIA**

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Banco de informações de geração (BIG). Dados referente à pesquisa realizada no dia 25/03/2008. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> e
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>
- Banco Central do Brasil. Histórico de taxas de juros fixadas pelo Copom e evolução da SELIC. Site acessado em 04/07/2008. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>
- Banco Central do Brasil. Comitê de Política Monetária – COPOM. Disponível em:
<http://www.bcb.gov.br/?COPOM>
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Histórico do setor elétrico brasileiro. Disponível em:
www.ccee.org.br.
- CDM Executive Board. Approved Consolidated Baseline Methodology ACM0002 – “Consolidated Methodology for grid connected electricity generation from renewable sources” version 07, 14 december 2007. <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>.
- CDM Executive Board Approved SSC Methodology AMS-I.D. – “Grid connected renewable electricity generation” version 13, 14 December 2007.
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>
- CDM Executive Board – “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 1.1. http://cdm.unfccc.int/methodologies/Tools/EB35_repan12_Tool_grid_emission.pdf
- City Brasil – Percorrendo o Brasil de A a Z. <http://www.citybrasil.com.br>
- Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Fatores de Emissão de CO2 pela geração de energia elétrica no SIN do Brasil.
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html>
- HERMANN, JENNIFER. *Sistematização do debate sobre “Desenvolvimento e Estabilidade” no Brasil*. Rio de Janeiro, 2002.
- KARTHA, S., LAZARUS, M. AND BOSI, M., 2002. *Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector* OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2002)1. <http://www.oecd.org/env/cc/>
- SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; LOGAN, J.; CHANDLER, W. E DE SOUZA, J. C. Developing countries & global climate change: electric power options in Brazil. *Pew Center on Global Climate Change*, 38 p. (2000).